



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPT 19
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS – GPT

EXPERIÊNCIAS COM A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO SISTEMAS HÍBRIDOS EM VILAS ISOLADAS NA AMAZÔNIA

Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa *

João Tavares Pinho

GEDAE/UFPA

RESUMO

Este trabalho reúne e avalia as principais experiências adquiridas nos últimos 11 anos com a implantação e operação de 7 Sistemas Híbridos de Energia para a geração de eletricidade em vilas isoladas na Amazônia, com atendimento através de mini-redes de distribuição. Para tanto, primeiramente são identificados os sistemas e destacadas suas principais características. Em seguida, são analisados os custos referentes à implantação e à energia gerada, os impactos ambientais, socioeconômicos e outros, e os modelos de gestão.

PALAVRAS-CHAVE

Sistemas híbridos de energia, fontes renováveis de energia, sistemas isolados, eletrificação rural.

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente, com a implementação do Programa Luz para Todos do Governo Federal, muitas localidades da Região Amazônica começaram a ser beneficiadas com o serviço de eletricidade através da extensão de rede convencional. Todavia, existem ainda muitas áreas isoladas da Amazônia, que são desabastecidas e nas quais o fornecimento de eletricidade pela rede elétrica convencional dificilmente chegará, dadas as características intrínsecas dessas áreas (pequenas vilas dispersas, baixa renda, infra-estrutura precária, locais remotos e situados muitas vezes em emaranhados de rios, etc.) e os custos elevados para construção de longos circuitos de transmissão e distribuição, que somente atenderão algumas poucas (entre 10 e 100) Unidades Consumidoras (UC's).

A alternativa mais comum e praticada para o atendimento dessas vilas isoladas é através de pequenos sistemas diesel-elétricos. Entretanto, a operação desses sistemas nessas áreas não é tão simples, pois, além das dificuldades de disponibilidade do combustível no local, do seu armazenamento e manuseio, existem ainda os custos associados com sua aquisição e à manutenção e operação do conjunto motor-gerador, e a questão ambiental.

A utilização de fontes de energia locais e renováveis, tais como a solar fotovoltaica (FV) e a eólica, combinadas com os sistemas diesel-elétricos (geralmente utilizados para complementar o déficit da geração renovável) na configuração de Sistemas Híbridos de Energia (SHE's), mostra-se tecnicamente viável, flexível e, dependendo das condições de operação, bem atrativa economicamente para o atendimento dessas vilas. Nos últimos 11 anos, foram 7 os SHE's implantados na Região, com intuito de reduzir o consumo de óleo diesel (redução de emissões dos gases de efeito estufa), fornecer energia elétrica por mais tempo e com melhor qualidade, promover a troca de conhecimentos e experiências tecnológicas, e, sobretudo, proporcionar a integração social dos moradores locais.

Neste contexto, este trabalho reúne e avalia as principais experiências adquiridas, no período já citado, com a implantação e operação dos SHE's destinados ao suprimento de eletricidade de vilas isoladas na Amazônia. Inicialmente, as principais características (ano de implantação, localização, tecnologias de conversão de energia nas diversas configurações utilizadas, capacidade, etc.) desses sistemas são destacadas. Em seguida, são analisados os custos associados a esse tipo de sistema de eletrificação (custo inicial, balanço econômico e custo da energia). Os impactos ambientais, socioeconômicos e outros, bem como os modelos de gestão são discutidos também. É importante salientar ainda que, quando necessário, são apontadas algumas ações que visam ao aprimoramento funcional dos SHE's regionais.

2.0 - SISTEMAS HÍBRIDOS REGIONAIS - IDENTIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO

Desde o ano de 1996, diversas instituições nacionais, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE)/Universidade Federal do Pará (UFPA), o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)/Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR)/Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS); e internacionais, como o U.S. Department of Energy (DOE), através do National Renewable Energy Laboratory (NREL), têm promovido a instalação e/ou monitoração dos SHE's regionais, além de estudos diversificados nesta área.

Esses sistemas estão distribuídos na Região pelos estados do Amazonas (SHE FV-diesel de Campinas, município de Manacapuru - 1996), Amapá (SHE FV-eólico-diesel de Sucuriju, município de Amapá - em implantação), Pará (SHE FV-eólico de Joanes, município de Salvaterra - 1997; SHE eólico-diesel de Praia Grande, município de Ponta de Pedras - 1998; dois SHE's FV-eólico-diesel, respectivamente instalados, em Tamaruteua, município de Marapanim - 1999, e em São Tomé, município de Maracanã - 2003), e Rondônia (SHE FV-diesel de Araras, município de Mamoré - 2001). As principais características dos sistemas são exibidas na Tabela 1.

Tabela 1 - Principais características dos SHE's.

SHE	Dados técnicos					
	FV	Eólico	GGD ¹	Retificador	Banco de baterias	Inversor
Campinas	51,2 kWp (módulos - 64 Wp)	Não há.	2 x 60 kVA	Não há	120 unid. 8 V _{cc} /200 Ah	1 x 50 kW (estático)
Joanes	10,2 kWp (módulos - 55 Wp)	4 x 10 kW (2 x 24 m e 2 x 30 m - altura)	Não há	Não há	200 unid. 2 V _{cc} /1.000 Ah	1 x 52,5 kW (rotativo)
Praia Grande	Não há	1 x 7,5 kW (20 m - altura)	2 x 7,5 kVA	1 x VCS-10 (aerogerador)	20 unid. 12 V _{cc} /150 Ah	2 x 4 kW (estático)
Tamaruteua ²	3,84 kWp (módulos - 120 Wp)	2 x 7,5 kW (1 x 24 m e 1 x 30 m - altura)	1 x 40 kVA	2 x VCS-10 (aerogerador) 1 x 4 kW	64 unid. 12 V _{cc} /185 Ah	1 x 18 kW (estático)
Araras	20,48 kWp (módulos - 64 Wp)	Não há	3 x 60 kVA	Não há	Não há	32 x 650 W (estático)
São Tomé	3,2 kWp (módulos - 80 Wp)	1 x 7,5 kW (30 m - altura)	1 x 20 kVA	1 x VCS-10 (aerogerador)	40 unid. 12 V _{cc} /155 Ah	1 x 16 kW (estático)
Sucuriju ³	20 kWp (módulos - 85 e 110 Wp)	5 x 7,5 kW (40 m - altura)	1 x 36 kVA 1 x 30 kVA	5 x VCS-10 (aerogerador) 9 x 5 kW ⁴ (retificador/ inversor)	Indefinido	6 x 3,8 kW (estático) 9 x 5 kW ⁴ (inversor/ retificador)

Nota: 1 - GGD - Grupo Gerador a Diesel; 2 - Em revitalizado e expandido; 3 - Previsão de início de operação, 2007; 4 - São os mesmos equipamentos.

Fonte: (1).

3.0 - CUSTOS ASSOCIADOS AOS SISTEMAS

A seguir são analisados os custos associados com os SHE's regionais. Para tal, são abordados como estudos de casos os SHE's de São Tomé e Praia Grande. A análise conta com a exposição dos custos iniciais, do balanço econômico anual e do custo do kWh gerado de cada sistema, para várias condições de demanda. Os últimos dois aspectos econômicos são comparados com os referentes ao atendimento somente diesel-elétrico. Ademais, para as duas formas de atendimento, simula-se a situação em que o custo do óleo diesel total para os sistemas é rateado pela conta de consumo de combustível (CCC), reduzindo-o a apenas 26% do valor real.

3.1 Custos Iniciais

A Tabela 2 mostra a composição e a distribuição percentual dos custos iniciais dos SHE's em estudo. Através da mesma, constata-se que o maior dispêndio para implantação dos sistemas corresponde à aquisição dos

equipamentos que compõem o subsistema de geração renovável (em média superior a 50%). Em comparação com o do subsistema de geração diesel-elétrica, o mesmo é bem superior. Essa discrepância entre os custos envolvidos na geração renovável e diesel-elétrica (não renovável) é em virtude dos altos custos que ainda se aplicam à tecnologia dos “geradores renováveis”.

Tabela 2 - Custos iniciais dos SHE's de São Tomé e Praia Grande.

Descrição	São Tomé		Praia Grande	
	Custo (R\$)	%	Custo (R\$)	%
I - Subsistema de geração renovável	134.132,57 Aerogerador, módulos FV, inversor, Banco de baterias	49,50	38.451,94 Aerogerador, inversor, banco de baterias	60,08
II - Subsistema de geração diesel-elétrica	11.940,00	4,41	11.590,00	18,11
III - Materiais elétricos e construção	17.352,50	6,40	7.754,99	12,11
IV - Serviços	88.011,63	32,48	3.416,00	5,34
V - Acessórios	19.533,50	7,21	2.787,91	4,36
Total	270.970,20	100	64.000,84	100

Nota: O custo da mini-rede de distribuição elétrica de São Tomé está distribuído nos custos III a V, enquanto o de Praia Grande foi arcado pela concessionária local.

Fonte: (2).

3.2 Balanço Econômico

Para realizar o balanço econômico anual dos sistemas híbridos aqui estudados, foi necessário considerar os seguintes parâmetros: custo da energia - 0,40 R\$/kWh (São Tomé); taxa média cobrada por UC - 10,00 R\$/mês (Praia Grande, total: 220,00 R\$/mês); 15% do valor total da receita é destinado ao pagamento dos operadores, compra de óleo lubrificante, entre outros (ambos os sistemas) (2). Essas despesas serão denominadas “despesas adicionais”. As Tabelas 3 e 4 mostram o balanço econômico anual dos sistemas de São Tomé e Praia Grande, respectivamente.

Tabela 3 - Balanço econômico anual em R\$ de São Tomé.

D	Receita	D. A.	Sem CCC				Com CCC			
			Despesa/óleo		Balanço		Despesa/óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	3.504,00	525,60	27.856,80	0,00	-24.878,40	2.978,40	7.242,77	0,00	-4.264,37	2.978,40
2	7.008,00	1.051,20	32.236,80	13.321,85	-26.280,00	-7.365,05	8.381,57	3.463,68	-2.424,77	2.493,12
3	10.512,00	1.576,80	36.441,60	22.186,85	-27.506,40	-13.251,65	9.474,82	5.768,58	-539,62	3.166,62
4	14.016,00	2.102,40	40.821,60	28.845,56	-28.908,00	-16.931,96	10.613,62	7.499,84	1.299,98	4.413,76
5	17.520,00	2.628,00	45.201,60	34.592,78	-30.309,60	-19.700,78	11.752,42	8.994,12	3.139,58	5.897,88
6	21.024,00	3.153,60	49.406,40	39.743,33	-31.536,00	-21.872,93	12.845,66	10.333,26	5.024,74	7.537,14
7	24.528,00	3.679,20	53.786,40	44.769,49	-32.937,60	-23.920,69	13.984,46	11.640,07	6.864,34	9.208,73
8	28.032,00	4.204,80	57.991,20	49.484,61	-34.164,00	-25.657,41	15.077,71	12.866,00	8.749,49	10.961,20

Nota: A - somente diesel; B - com geração renovável; D - demanda média em kW; D. A. - despesas adicionais; sinal negativo significa déficit; despesas/óleo são baseadas na curva de consumo de combustível e em 2,00 R\$/L.

Tabela 4 - Balanço econômico anual em R\$ de Praia Grande.

D	Receita	D. A.	Sem CCC				Com CCC			
			Despesa/óleo		Balanço		Despesa/óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	2.640,00	396,00	14.454,00	0,00	-12.210,00	2.244,00	3.758,04	0,00	-1.514,04	2.244,00
2	2.640,00	396,00	19.272,00	6.085,11	-17.028,00	-3.841,11	5.010,72	1.582,13	-2.766,72	661,87
3	2.640,00	396,00	23.897,28	12.996,12	-21.653,28	-10.752,12	6.213,29	3.378,99	-3.969,29	-1.134,99
4	2.640,00	396,00	28.715,28	18.891,05	-26.471,28	-16.647,05	7.465,97	4.911,67	-5.221,97	-2.667,67
5	2.640,00	396,00	33.340,56	24.215,23	-31.096,56	-21.971,23	8.668,55	6.295,96	-6.424,55	-4.051,96
6	2.640,00	396,00	38.158,56	29.455,21	-35.914,56	-27.211,21	9.921,23	7.658,36	-7.677,23	-5.414,36

Nota: A - somente diesel; B - com geração renovável; D - demanda média em kW; D. A. - despesas adicionais; sinal negativo significa déficit; despesas/óleo são baseadas na curva de consumo de combustível e em 2,00 R\$/L.

Como esperado (Tabelas 3 e 4), na situação do atendimento somente com a geração diesel-elétrica há elevadas quantias de déficits, que mostram o quanto são elevados os custos de operação e manutenção dos sistemas que utilizam essa fonte.

Com a geração renovável, as mesmas quantias são reduzidas. No entanto, para a faixa de carga média atual da vila de São Tomé (4 a 5 kW) os valores ainda são bem significativos, levando o sistema à adoção de uma estratégia de operação que vise a reduzir o número de horas do funcionamento da geração diesel-elétrica e, conseqüentemente, do serviço. Em relação a Praia Grande, a redução não é mais significativa devido ao fato de não se tarifar (R\$/kWh) efetivamente o real consumo da vila. Para exemplificar essa situação, considerando-se a aplicação da tarifa de 0,40 R\$/kWh e a carga média de 3 kW, o balanço econômico anual apresenta a quantia de

déficit de apenas R\$ 4.060,92 (redução de cerca de 73% em relação ao déficit - R\$ 14.962,08 - para o atendimento somente com a fonte não renovável).

Considerando que o sistema elétrico de São Tomé seja responsável por apenas 26% da conta do óleo, em virtude da CCC, e que o mesmo opere somente com a geração diesel-elétrica, há déficit somente para as demandas médias solicitadas de 1 a 3 kW. Nas demais demandas, o superávit se destaca. Essa situação de balanço ocorre também em todos os valores de cargas, com a contribuição da geração renovável, podendo as quantias serem destinadas a um fundo que vise à substituição de equipamentos (por exemplo, término da vida útil de GGD's, baterias, etc.), o aumento do número de unidades de geração (módulos FV, aerogeradores, etc.), ou até mesmo ser empregado em uma atividade socioeconômica, visando trazer benefícios à coletividade local.

No sistema de Praia Grande, com a CCC, tanto a operação somente diesel-elétrica quanto a geração renovável têm suas quantias de déficits bastante reduzidas.

3.3 Custo do kWh Gerado

Para se determinar os custos do kWh gerado pelos SHE's para os valores de demandas médias, foi empregado o equacionamento descrito em (3).

3.3.1 São Tomé

Com relação aos cálculos para o SHE, foram considerados valores de custos fixos iguais a 1% do custo do investimento do sistema (4), e custos de manutenção dos subsistemas de geração FV, eólica e diesel-elétrica, como sendo: 1% do custo de aquisição apenas dos módulos FV; 2% do custo de aquisição apenas do aerogerador; e 0,10 US\$/kWh (0,22 R\$/kWh, considerando a cotação do dólar do dia 10/04/2006 - R\$ 2,157) referente à energia (kWh) fornecida pelo GGD (3, 5). As taxas anuais de juros (Tj) consideradas foram 10 e 15% e os custos anuais de óleo diesel são baseados na curva de consumo de combustível e 2,00 R\$/L (1). O horizonte de planejamento selecionado foi de 20 anos. Logo, têm-se 4 reposições do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), 1 reposição do inversor (vida útil estimada de 10 anos), e 1 reposição do GGD (vida útil estimada de 10 anos). Outras informações referentes ao cálculo do custo da energia elétrica são os custos dos principais equipamentos do sistema: GGD - R\$ 11.940,00; módulos FV - R\$ 36.433,99; aerogerador - R\$ 52.875,97; inversor - R\$ 32.662,61; e banco de baterias - R\$ 10.520,00.

Com relação aos cálculos para o sistema diesel-elétrico, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de cerca de R\$ 51.685,00 (II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V - Tabela 2); custos fixos de cerca de 2% (4); custo de manutenção de 0,22 R\$/kWh; custos de óleo baseados na curva de consumo; Tj 10 e 15%; horizonte de planejamento de 20 anos. O custo do GGD, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise (20 anos) são os mesmos utilizados para o SHE estudado anteriormente. É importante dizer que devido à operação de 24 h/dia do GGD, o mesmo provavelmente terá uma vida útil menor em relação a sua utilização no SHE. Isto é válido também para o caso de Praia Grande.

Os resultados obtidos dos custos do kWh são mostrados na Tabela 5. Esses resultados revelam elevadas importâncias, as quais são incrementadas com o aumento do valor da taxa de juros.

Tabela 5 - Custos do kWh de São Tomé.

D	Sem CCC				Com CCC			
	Sistema híbrido		Sistema diesel		Sistema híbrido		Sistema diesel	
	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%
1	4,60	5,94	4,27	4,51	4,60	5,94	1,92	2,16
2	3,15	3,82	2,49	2,61	2,59	3,26	1,13	1,25
3	2,51	2,96	1,89	1,97	1,89	2,33	0,87	0,95
4	2,13	2,46	1,60	1,66	1,52	1,85	0,74	0,80
5	1,88	2,15	1,42	1,47	1,29	1,56	0,66	0,71
6	1,70	1,92	1,30	1,34	1,14	1,36	0,61	0,65
7	1,57	1,76	1,22	1,25	1,03	1,22	0,57	0,60
8	1,47	1,64	1,15	1,18	0,95	1,11	0,54	0,57

Nota: D - demanda; Tj - taxa de juro.

Avaliando os custos para o atendimento com o SHE através da comparação entre a tarifa de 0,40 R\$/kWh (atualmente praticada na vila) e a média (2,31 R\$/kWh) do custo de geração na faixa de 4 e 5 kW, Tj 15%, verifica-se um déficit no custo da geração de 1,91 R\$/kWh, na operação de 24 horas diárias, o que representa anualmente um déficit médio em torno de R\$ 75.290,00. Adotando a CCC, o custo médio da geração ficaria aproximadamente 1,71 R\$/kWh. Esse valor ainda representa um déficit de R\$ 1,31 no custo do kWh gerado pelo sistema.

Para o atendimento somente diesel-elétrico, percebe-se que seus custos de geração são inferiores aos do SHE. Essa vantagem, do ponto de vista econômico, é devida ao custo inicial elevado do SHE, e ao pequeno potencial renovável, principalmente da fonte eólica (baixo Fator de Capacidade eólico médio anual, $FC_{em} = 12,42\%$). Com o subsídio da CCC a vantagem do sistema diesel-elétrico é incrementada. Por exemplo, considerando-se a tarifa, a

Tj, e a faixa de carga média avaliadas anteriormente para o SHE com o referido subsídio, o valor de déficit seria de apenas 0,36 R\$/kWh.

3.3.2 Praia Grande

As mesmas considerações do SHE de São Tomé, referentes aos custos fixos, de manutenção (excluindo o do subsistema FV), às Tj e ao horizonte de planejamento, são utilizadas para o cálculo do custo do kWh gerado pelo SHE de Praia Grande. Os custos anuais de óleo diesel são baseados na curva de consumo de combustível e 2,20 R\$/L (1), e os custos dos principais equipamentos do sistema são: GGD - R\$ 5.000,00; aerogerador - R\$ 21.139,40; inversores - R\$ 7.819,38 (custo total); e banco de baterias - R\$ 3.656,38. Com relação ao número de reposições desses equipamentos, têm-se: 4 do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), 1 dos inversores (vida útil estimada de 10 anos), e 1 do GGD (vida útil estimada de 10 anos).

Também de maneira semelhante a São Tomé, para o cálculo do custo da geração, sem a contribuição da geração renovável, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de cerca de R\$ 17.686,00 (II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V - Tabela 2); custos fixos de cerca de 2%; custo de manutenção de 0,22 R\$/kWh; custos de óleo baseados na curva de consumo; Tj 10 e 15%; e período de análise de 20 anos. O custo do GGD, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise são os mesmos utilizados anteriormente.

Os resultados obtidos dos custos do kWh são mostrados na tabela 6.

Tabela 6 - Custos do kWh de Praia Grande.

D	Sem CCC				Com CCC			
	Sistema híbrido		Sistema diesel		Sistema híbrido		Sistema diesel	
	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%
1	1,14	1,45	2,20	2,28	1,14	1,45	0,98	1,06
2	0,99	1,14	1,48	1,52	0,73	0,89	0,67	0,71
3	0,99	1,10	1,24	1,26	0,62	0,73	0,56	0,59
4	0,97	1,04	1,12	1,14	0,57	0,65	0,51	0,53
5	0,94	1,00	1,04	1,06	0,53	0,59	0,48	0,50
6	0,92	0,97	1,00	1,01	0,50	0,55	0,46	0,47

Nota: D - demanda; Tj - taxa de juro.

Tomando-se como base a carga de 3 kW, o custo da geração do SHE é igual 1,10 R\$/kWh (Tj 15%), o que corresponde anualmente a um custo de R\$ 28.908,00; para operação de 24 horas. Sabendo-se que a receita anual do sistema corresponde a R\$ 2.640,00; um déficit de R\$ 26.268,00 ao ano é verificado. Tal déficit é reduzido para cerca de R\$ 16.544,00 com o subsídio da CCC.

Avaliando a mesma situação de carga e Tj anteriormente estudada, o atendimento somente diesel-elétrico têm déficits anuais nos custos da energia gerada sem e com a CCC em torno de R\$ 30.472,00 e R\$ 12.865,00; respectivamente.

Em termos econômicos, ao contrário do verificado para o caso do SHE de São Tomé, os custos da geração diesel-elétrica sem o subsídio da CCC são superiores aos do SHE. Essa vantagem é devida basicamente ao bom potencial da fonte eólica ($FCe_m = 20,24\%$, anual). Quando aplicado o subsídio da CCC sobre a conta do óleo diesel, os custos da geração diesel-elétrica tornam-se inferiores aos da geração híbrida (eólica-diesel) e, conseqüentemente, o sistema diesel-elétrico fica mais atrativo.

Vale salientar aqui que os valores dos custos de geração analisados não devem ser tomados como regra geral, isto é, SHE's FV-eólico-diesel com custos de geração superiores aos dos diesel-elétricos, e estes últimos com custos maiores que os híbridos eólico-diesel, pois são resultados obtidos para as condições aqui consideradas. Todavia, percebe-se que, dependendo do potencial renovável e dos custos relativos à utilização do diesel, os SHE's podem ser bem competitivos.

4.0 - IMPACTOS

4.1 Ambientais

Considerando a inserção dos sistemas no meio ambiente, o principal potencial impacto negativo constitui-se no manejo das baterias (há a necessidade de um programa de reciclagem). Outros impactos, como o visual e o sonoro (ambos provenientes sobretudo dos aerogeradores), e do espaço utilizado para instalação dos subsistemas de geração FV, ou dos próprios SHE's em si, são insignificantes. Isso pode ser evidenciado pelos seguintes fatos:

a. Nenhuma manifestação de descontentamento com o ruído foi registrada - Esse fato é atribuído à utilização de aerogeradores sem caixa de multiplicação (engrenagem), sendo, portanto, o ruído (baixo) oriundo

principalmente do efeito aerodinâmico das pás; e aos GGD's estarem confinados em abrigos fechados, reduzindo parcialmente os ruídos;

- b. A atração visual que se tornaram os SHE's - (6, 7), por exemplo, destacam a grande atração que os SHE's de São Tomé e Praia Grande se tornaram. Os aerogeradores e suas torres implantados nessas localidades constituem uma visão atrativa em terra, para os moradores locais e visitantes, e no rio Maracanã (São Tomé) e na Baía do Marajó (Praia Grande), para as embarcações que neles navegam;
- c. Pequeno espaço físico utilizado pelos sistemas, que não ocasiona perda de espaço para outras finalidades - Tal fato é decorrente, sobretudo, da pequena capacidade de geração dos sistemas.

4.2 Socioeconômicos

Desde o início dos projetos de implantação dos SHE's ou do hibridismo da geração diesel-elétrica já existente, com as fontes renováveis, nota-se uma substancial mudança no cotidiano dos moradores locais. Pode-se destacar como uma das principais mudanças ocorridas nas comunidades a substituição total ou parcial das mais diversas fontes de energia elétrica outrora utilizadas, tais como, pilhas, baterias recarregáveis, óleo diesel, querosene, etc., para iluminação e atendimento de pequenas cargas, pela energia produzida pelos SHE's de geração.

Outro impacto tem sido o crescimento populacional das vilas, com o incremento do número de moradores (fluxo contrário ao êxodo rural). A Tabela 7 mostra um comparativo do número de famílias e moradores, antes e logo depois da inserção dos SHE's de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé.

Tabela 7 - Número de famílias e moradores.

Vilas	Famílias						Moradores					
	Antes		Depois				Antes		Depois			
	N.º	Ano	N.º	Ano	N.º	Ano	N.º	Ano	N.º	Ano	N.º	Ano
Praia Grande	22	1997	26	1999	S. I.	2006	125	1997	142	1999	S. I.	2006
Tamaruteua	32	1997	38	1999	51	2006	163	1997	193	1999	207	2006
São Tomé	38	2002	46	2004	44	2006	218	2002	248	2004	231	2006

Nota: S. I. - sem informação.

Fonte: (2).

Impactos de ordem econômica, naturais do significativo aumento de atividades comerciais de comércios/bares, padarias, armazéns, entre outros, sustentada pela energia elétrica, são também merecedores de destaque. Na vila de Praia Grande, registrou-se aumento de comércios de um para três, e em Tamaruteua o aumento desse tipo de estabelecimentos foi de três para quatro.

A variação da renda dos moradores locais é também um bom indicativo de impactos de ordem econômica. Em geral, a variação existente é caracterizada por uma tendência de aumento da renda familiar dos moradores das vilas. A tabela 8 mostra a representação da distribuição de renda por família antes e depois da implantação dos sistemas na comunidade de Praia Grande e Tamaruteua.

Tabela 8 - Distribuição de renda por família (%).

Salários mínimos	Praia Grande		Tamaruteua	
	Antes (1997)	Depois (1999)	Antes (1997)	Depois (1999)
< 1	50	0	36	15
1 a 2	41	65	39	53
2 a 3	0	25	19	24
3 a 4	9	10	4	6

Fonte: (2).

4.3 Outros

Outros impactos, especialmente a partir da implantação desses sistemas, são: as constantes visitas de pessoas, grupos nacionais e estrangeiros de pesquisa interessados em aprender, divulgar e disseminar as experiências adquiridas; e o crescimento acentuado da carga instalada, principalmente, de eletrodomésticos, em função do aumento do número de horas de fornecimento de energia, do número de UC's, e da renda, ocasionado pela ampliação e melhoria das atividades econômicas (1).

5.0 - MODELOS DE GESTÃO

Em linhas gerais, há dois modelos de gestão em uso. Em um, os moldes administrativos são delineados pela própria concessionária local, a qual é a única responsável pelo gerenciamento do sistema, determinando as estratégias de operação, manutenção e aplicando as tarifas pelos serviços de energia elétrica prestados (fornecimento nos padrões exigidos, leituras periódicas dos medidores, emissão e entrega de faturas, reavisos, cortes e religações, etc.). As tarifas são estabelecidas pela ANEEL e visam, sobretudo, a assegurar aos consumidores o pagamento de um valor justo, bem como garantir o equilíbrio econômico das distribuidoras de energia, de modo que as mesmas prestem os serviços com qualidade e confiabilidade. Esse modelo é o utilizado nas vilas de Campinas e Joanes.

O outro modelo tem seus arcabouços sustentados por uma administração realizada pelas próprias comunidades, por intermédio de uma organização ou associação comunitária, em parceria com as prefeituras municipais e, temporariamente, com o agente executor do projeto, que presta serviços de manutenção preventiva e, quando necessário, corretiva. Os sistemas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé são os usuários desse modelo.

Com relação à captação dos recursos (tarifação pelo serviço de energia), em Praia Grande são aplicadas taxas mensais, cujos valores variam de acordo com o número de equipamentos eletro-eletrônicos instalados nas unidades consumidoras. Em São Tomé e recentemente em Tamaruteua (revitalização), destaca-se o sistema de pré-pagamento de energia (8, 9). Tal sistema de certa forma já é o utilizado pelas populações que formam essas comunidades semi ou totalmente isoladas, uma vez que a aquisição de seus energéticos, como pilhas, óleo diesel, vela, recarga de baterias, etc., dá-se com o pagamento antecipado.

Em Araras, exceção dos modelos expostos, a gestão é feita por um produtor independente de energia (PIE-GUASCOR).

Problemas operacionais devidos principalmente à falta de manutenção e ao crescimento demasiado da demanda comprometeram a sustentabilidade dos SHE's de Campinas e Joanes, sendo este último desativado oficialmente no ano de 2005. O papel desempenhado pelas comunidades e prefeituras municipais apresenta-se também como uma fonte de problemas à sustentabilidade dos sistemas (caso da comunidade como gestora). Exemplos da má gestão são evidenciados em Praia Grande e Tamaruteua, onde tais sistemas, após períodos satisfatórios de operação (3 e 4 anos, respectivamente), entraram em processo de falência operacional devido basicamente à: escassez de recursos financeiros captados para manutenção, resultante da falta de uma tarifação adequada (a taxa mensal não refletia o verdadeiro consumo das UC's); aplicação de manutenção inadequada por pessoas não especializadas; e quase nenhuma participação das prefeituras municipais. A Tabela 9 apresenta a atual situação dos SHE's, incluindo informações de Sucuriçu.

Tabela 9 - Situação dos SHE's.

SHE	Situação	Causa	Observações
Campinas	Operação parcial (Somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção	▪ Passivo de revitalização.
Joanes	Desativado	Falta de manutenção	▪ Desativado no ano de 2005.
Praia Grande	Operação parcial (Somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção	▪ Passivo de revitalização. ▪ A mini-rede foi seccionada em duas partes, as quais estão sendo energizadas individualmente pelos GGD's.
Tamaruteua	Operando	-	▪ Revitalizado e expandido em 2007.
Araras	Operando	-	▪ Alguns inversores estão apresentando problemas, dadas às altas temperaturas do local.
São Tomé	Em desativação	Extensão de rede	▪ Em desmobilização (término 2007).
Sucuriçu	-	-	▪ Em processo de implantação (término 2007).

6.0 - CONCLUSÃO

A análise econômica feita para vários cenários de demanda e operação dos SHE's de São Tomé e Praia Grande, mostrou o quanto é elevado o custo operacional de um sistema a diesel. Tais custos são reduzidos com a contribuição da geração renovável. Porém, considerando o balanço econômico, a redução não compensaria significativamente os custos operacionais dos SHE's em si (registros de déficits elevados). Uma forma de se encontrar um maior equilíbrio entre as despesas e receitas dos SHE's, como estudado, seria a aplicação do subsídio da CCC na conta do óleo diesel.

É importante comentar que hoje o subsídio da CCC para os sistemas diesel-elétricos é o pior inimigo do desenvolvimento de sistemas isolados de eletrificação com fontes renováveis. A aplicação de um subsídio em substituição a CCC, onde o produtor da energia seria remunerado não pelo óleo queimado, mas sim pela energia realmente gerada, o que, inclusive é muito mais fácil de fiscalizar, pois basta colocar um medidor eletrônico na saída do sistema de geração, poderia reverter esse quadro. Pois, incentivaria o produtor a gerar da forma mais econômica e eficiente possível, com a fonte mais adequada ao local, o que poderia até mesmo continuar sendo o óleo. Saliencia-se que, com ou sem subsídio, é de fundamental importância uma tarifação efetiva, adequada e justa pelo serviço prestado.

Ainda em relação à questão econômica, constatou-se o elevado custo do kWh gerado pelos SHE's, em comparação com a tarifa média cobrada na Região para o atendimento convencional, ou do valor atribuído (taxas) pelas comunidades como reembolso pelo serviço.

Como principais impactos oriundos do comissionamento dos sistemas, foram observados: o aumento do número de moradores e famílias, o surgimento de novos estabelecimentos comerciais, a leve tendência de aumento de

renda. Além disso, é importante destacar, no que se refere aos impactos ambientais, a insignificância dos mesmos.

Reportando à questão da gestão dos sistemas em estudo, identificaram-se os modelos atualmente em uso. Nesses modelos foram detectados alguns problemas sérios que levaram à falência operacional de alguns SHE's, casos de Joanes, Praia Grande e Tamaruteua. Dentre esses problemas, dois merecem destaque: o primeiro refere-se à escassez de recursos financeiros captados, para eventuais manutenções nos sistemas; o segundo é essencialmente decorrente do primeiro, e refere-se à falta de manutenção preventiva e/ou aplicação de uma manutenção inadequada. A criação e legalização de uma comissão gestora; parcerias com instituições de desenvolvimento de negócios; definição de atividades geradoras de renda atreladas ao serviço de eletricidade; acompanhamento, fiscalização e definição do responsável legal pelo sistema são algumas ações balizadoras de outras que poderão tornar os SHE's sustentáveis. Algumas dessas ações podem ser tomadas como referência, ou até mesmo aplicadas nos SHE's pertencentes às distribuidoras de energia elétrica regionais.

Por fim, com as experiências expostas nesse trabalho, pretende-se constituir uma base para desenvolvimentos regionais futuros associados à geração de energia elétrica através dos SHE's na Amazônia.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Barbosa, C. F. O. Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônica. Dissertação de Mestrado, UFPA, Belém, PA, 2006.
- (2) Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. Informações fornecidas, UFPA.
- (3) Blasques, L. C. M., Tupiassú, A. F., Pinho, J. T. Análise Econômica de Tecnologias para Eletrificação de uma Pequena Comunidade Isolada da Amazônia. XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- (4) Cartaxo, E. F. Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Reflexões a partir de um Estudo de Caso. Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas, SP, 2000.
- (5) Blasques, L. C. M. Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade. Dissertação de Mestrado, UFPA, Belém, PA, 2005.
- (6) Barbosa, C. F. O. Montagem, Comissionamento e Telesupervisão de um Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade. Trabalho de Conclusão de Curso, UFPA, Belém, PA, 2004.
- (7) Vale, S. B. Monitoração e Análise de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 2000.
- (8) Barbosa, C. F. O., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B., Cruz, D. P., Araújo, R. G. Implantation and Operation of the First Electricity Pre-Payment System in Brazil, Installed in an Isolated Community in the Amazon Region. IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA, São Paulo, SP, Brasil, 2004.
- (9) Pereira, E. J. S., Pinho, J. T., Vale, S. B. Revitalização do Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel de Tamaruteua, Município de Marapanim, Pará. I CBENS, Fortaleza, CE, 2007.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa - Nascido em Macapá, AP em 08 de fevereiro de 1980. Mestrado (2006) e Graduação (2004) em Engenharia Elétrica: UFPA. Bolsista de Doutorado do CNPq, desde 2006. Pesquisador do GEDAE/DEEC/CT/UFPA, desde 2002.



João Tavares Pinho - Nascido em Belém, PA em 22 de agosto de 1955. Doutorado (1990) em engenharia elétrica: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (Alemanha), Mestrado (1984) em engenharia elétrica: PUC-RJ, e Graduação (1977) em Engenharia Elétrica: UFPA. Professor Titular do DEEC/CT/UFPA e Coordenador do GEDAE/DEEC/CT/UFPA, desde 1994.

9.0 - AGRADECIMENTO

Agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro dado ao desenvolvimento deste trabalho.